

Wieviel Wettbewerb erlaubt der europäische Erdgasmarkt?

Zwischen Binnenmarkt und nationaler Abschottung

VON DIPL. W.-ING. BASTIAN SCHWARK¹

Chaire Management des Industries de Réseau (MIR), Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Schweiz

E-ON und RWE regieren hierzulande als "national champions" den deutschen Erdgasmarkt und sind in der letzten Zeit damit reichlich negativ in die Presse geraten. De jure ist der Erdgasmarkt der Europäischen Union bereits seit dem 1. Juli 2004 für alle Nicht-Haushalte dem Wettbewerb geöffnet worden, so dass eigentlich all diese Kunden die Möglichkeit haben sollten, ihren Erdgasversorger frei zu wählen. Den zweiten Meilenstein wird der 1. Juli 2007 darstellen, ab wann spätestens dieses Recht auf alle EU-Erdgasverbraucher unabhängig von ihrem Volumen ausgeweitet werden muß. Im Gegensatz zur Marktöffnung auf dem Papier sieht die Realität allerdings wesentlich bescheidener aus. In den meisten Mitgliedsländern kann bei weitem nicht von einem effizienten Wettbewerb in dem bereits geöffneten Marktbereich gesprochen werden. Die erst kürzlich durchgeführte Aktion der EU Wettbewerbskommissarin Neelie Kroes, welche die Firmenzentralen von Energieversorgern in fünf Ländern untersuchen ließ (unter anderem auch der zwei oben genannten deutschen Firmen) bekräftigt diese Einschätzung. Die untersuchten Firmen, allesamt Gasversorger, stehen unter dem Verdacht, insbesondere durch Gebietsabsprachen den Wettbewerb verzerrt und somit die von

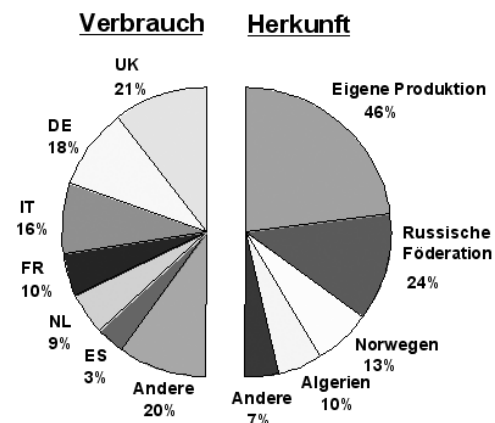
der EU gewünschte Öffnung des Marktes konterkariert zu haben [1]. Die Dimension des Konflikts zwischen der Erdgasindustrie und den nationalen sowie europäischen Regulatoren nimmt dabei immer neue Formen an, wobei die Auseinandersetzung im offener ausgetragen wird. Als Katalysator dieses Konflikts fungierte zusätzlich der starke Anstieg des Ölpreises in jüngster Vergangenheit, da langfristige Erdgaslieferverträge zwischen Produktions- und Importfirmen auf Basis von Ölprodukten indiziert sind. Dass nun die Endverbraucher einerseits durch den steigenden Rohstoffpreis, aber nun eventuell auch durch marktschädigendes Verhalten der Branche belastet werden, läßt letztendlich auch die Politik aufhorchen. Um diese politische Ebene faktisch zu begründen, wird im Folgenden näher auf den Aufbau des europäischen Erdgasmarktes eingegangen und die Regulierung des Marktes sowie das Verhalten der Akteure näher betrachtet. Ziel des Artikels ist es, näher auf die Frage einzugehen, in welchen Punkten Regulierung notwendig ist bzw. ausgebaut werden muß, um einen fairen Wettbewerb zu sichern.

Der europäische Markt

Spricht man über den europäischen Markt,

genauer gesagt über den Erdgasmarkt der EU-25, so entsprach dies im Jahre 2004 einen Verbrauch von 466,9 Milliarden m³ wovon 80 % auf die sechs größten Verbraucher fielen (s. Abbildung 1). Die restlichen 20 % des Verbrauchs gingen zur Hälfte an die restlichen neun EU-15 Staaten und zur anderen Hälfte an die zehn neuen EU-Staaten.

Bei der Betrachtung der Herkunftsseite fielen im Jahre 2004 noch 46 % auf eine Produktion innerhalb der EU, wobei diese Zahl aufgrund des Rückgangs der Reserven in der Nordsee in den nächsten Jahren weiter sinken wird. Die einzigen zwei Produktionsstaaten in der EU, welche in der Vergangenheit in der Lage waren, ihren Verbrauch selbst zu decken, waren die



▲ Abbildung 1: Der Erdgasmarkt der EU-25 im Überblick [2]

Niederlande und das Vereinigte Königreich, wobei sich letztgenanntes Land in Zukunft zu einem Nettoimporteur entwickelt. Der Anstieg der Importabhängigkeit der EU gegenüber Produktionsstaaten wird neben dem

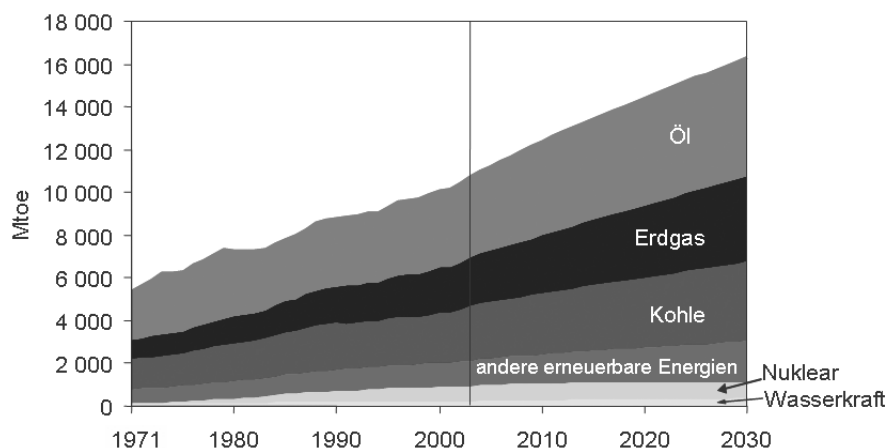
¹ E-Mail: Bastian.Schwark@epfl.ch

Niedergang eigener Reserven zusätzlich durch einen generellen Anstieg des Verbrauchs beschleunigt, welcher auf durchschnittlich 1,7 % pro Jahr bis zum Jahr 2030 geschätzt wird [3]. Dieser generelle Anstieg begründet sich vor allem darin, dass aus Umweltgesichtspunkten, z.B. durch Verpflichtungen im Rahmen des Kyoto-Protokolls, der Ausstoß von Treibhausgasen verringert werden soll und somit gasbetriebene Kraftwerke (insbesondere Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung) an besonderer Attraktivität gewinnen. Des Weiteren treibt auch die Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes die Nachfrage nach Erdgas nach oben, da durch den Bau von gasbetriebenen Kraftwerken Stromerzeuger eine besondere Flexibilität erhalten und solche Kraftwerke schneller an- und abgeschaltet werden können als Kraftwerke auf Basis anderer Primärenergien. Somit können Spitzenverbräuche in dem nun volatileren und schwieriger zu prognostizierenden Markt schneller ausgleichen werden. Weltweit wird der Anteil des Erdgasverbrauchs zur Stromerzeugung von 36 % in 2002 zu 47 % im Jahre 2030 nach einer Schätzung der International Energy Association in Paris (IEA) ausgebaut werden [4].

Die größten Erdgaszuliefererstaaten für die EU sind die Russische Föderation, Norwegen und Algerien, welche im Jahr 2004 ca. 47 % des verbrauchten Erdgases lieferten und somit eine signifikante politische Macht besitzen. In allen drei Staaten werden Produktion und Export des Erdgases fast ausschließlich durch staatlich kontrollierte Firmen betrieben. Im Falle der Russischen Föderation und Algeriens liegt der Erdgasmarkt jeweils in der Hand eines einzigen staatlich kontrollierten Unternehmens (Gazprom beziehungsweise Sonatrach), wobei die europäische Gasindustrie folglich gezwungen ist, mit einer hochkonzentrierten Zuliefererindustrie zu verhandeln. Generell nimmt die Verhandlungsmacht in der Gasindustrie von den Produzenten bis zum Kunden ab, d.h. dass die große Anzahl von Endkunden wie Haushalte oder gewerbliche Kunden in der "Gas Supply Chain" die ge-

ringste Verhandlungsmacht haben. Selbst wenn der Erdgasmarkt der EU also rein theoretisch von einer ausgeglicheneren Marktstruktur mit funktionierendem Wettbewerb geprägt wäre (ohne Beachtung des Faktes, dass sich die außereuropäischen Produktionsfirmen mehr und mehr in der EU beteiligen wollen), würde ein Wettbewerb nur so-

Charakteristika von Märkten mit natürlichen Monopolen aufweisen (siehe unten). Die Möglichkeit, natürliches Erdgas durch Kompression auf ungefähr 1/600stel seiner Größe in den flüssigen Zustand zu überführen und es als LNG (liquified natural gas) zu transportieren, ist den letzten Jahren erheblich günstiger geworden und ermöglicht so-



▲ **Abbildung 2: Die Entwicklung des weltweiten Verbrauchs bis 2030 nach Primärenergien² [4]**

weit möglich sein, als dass die Produktionsunternehmen die Einkaufspreise des Rohstoffs maßgeblich beeinflussen und dies Angebot und Nachfrage nur bedingt widerspiegelt.

Weltweiter Verbrauch

Bringt man den Verbrauch von allen Primärenergien in einen weltweiten Vergleich, so steht Erdgas an dritter Stelle nach Öl und Kohle. Erwartet wird allerdings, dass in den nächsten 25 Jahren Erdgas Kohle aufgrund einer Steigerung des Verbrauchs um 2,3 % pro Jahr bis zum Jahre 2030 überholen wird (s. Abbildung 2). Der weltweite Konsum würde nach der IEA von einem Verbrauch von 2.689 Milliarden m³ in 2004 zu 4.900 Milliarden m³ im Jahre 2030 ansteigen [4].

Der wachsende LNG-Markt

Das besondere Charakteristikum des Transportes von Erdgas im Vergleich zum Öl ist, dass ein Transport in Containern nicht wirtschaftlich und somit netzleitungsgebunden ist. Folglich gehört die Erdgas- wie die Elektrizitätsindustrie zu den Netzwerkindustrien, welche zumindest teilweise

mit den Einbezug von Zulieferern, welche bisher außerhalb der wirtschaftlichen Reichweite von Pipelines lagen (wie zum Beispiel Qatar, Malaysia oder in naher Zukunft auch Ägypten). Abbildung 3 quantifiziert den weltweiten LNG-Markt, wobei der japanische Markt aufgrund seiner Insellage schon immer auf LNG angewiesen war, auch wenn diese Option bisher vergleichsweise teuer war. Vergleicht man die drei traditionellen LNG Märkte der Welt, d.h. den asiatisch-pazifischen, den europäischen und den amerikanischen, so stellte LNG 2001 im asiatisch-pazifischen Markt 97 %, in Europa 8 % und in Amerika 1 % des gesamten dortigen Verbrauchs dar [5]. Aufgrund niedriger Verflüssigungs- und Regasifizierungskosten haben sich Pipeline-Gaspreise und LNG-Preise in den letzten Jahren stark angeglichen. Hierdurch wird mit einem Zusammenwachsen der drei regionalen Märkte zu einem einheitlichen weltweiten LNG Markt gerechnet. In der EU wird der Anteil an LNG steigen, was hauptsächlich auf den derzeit starken Ausbau an Regasifizierungskapazitäten zurückzuführen ist. Standen 2004 noch 59,7 Milliarden m³ zur Verfü-

² 1 mtoe = 1 million tons of oil equivalent = 41,868 GJ = 11,63 MWh

gung, welche (bei voller Nutzung) ca. 13 % des Verbrauchs im gleichen Jahr entsprochen hätten, so wird für 2008 mit einer Kapazität von ca. 156,8 Milliarden m³ gerechnet, was ungefähr einem Drittel des Verbrauchs von 2004 gleich kommen würde [6]. Diese Zahlen repräsentieren nur im Bau befindliche oder geplante Projekte und unterliegen einer relativ großen Volatilität, da sich viele Projekte zur Zeit noch in der Entscheidungsphase befinden. Fest steht allerdings, dass das Gros des Imports in die EU auch in mittelfristiger Zukunft über Pipelines abgewickelt wird, wobei der Transport trotz wachsender Entfernungen durch Preisanpassungen rentabel bleibt. Die Europäische Union verfügt jedoch über eine sehr günstige Lage zu potentiellen Erdgaszulieferern, da ca. 80 % der Welterdgasreserven in einem Umkreis von ungefähr 5.000 km um das Zentrum der EU liegt (Golfregion, Kaspisches Meer, Sibirien und Nordafrika) [7]. LNG stellt dennoch eine sehr gute Möglichkeit für die EU, sich bezüglich ihres Erdgasbezuges zu diversifizieren und somit einen weiteren Schritt in Richtung der Gewährleistung von Versorgungssicherheit zu gehen. Durch den Bau der Nordostseepipeline wird schließlich die Abhängigkeit des Imports aus der Russischen Föderation noch zusätzlich erhöht. Bis dato bestand der Vorteil der EU darin, dass auch die Russische Föderation von der EU abhängig war, da alternative Absatzrouten nur beschränkt vorhanden waren. Mit den anvisierten Projekten des Baus einer Pipeline nach China wie auch von Terminals zur Produktion von LNG erhält die Russische Föderation die Möglichkeit, auch auf andere Absatzkanäle auszuweichen. Politisch gesehen bedeutet dies eine Stärkung der russischen Verhandlungsmacht gegenüber der EU, was wiederum die EU zwingt, ihre Bezugsquellen adäquat zu diversifizieren.

Die Notwendigkeit zu regulieren

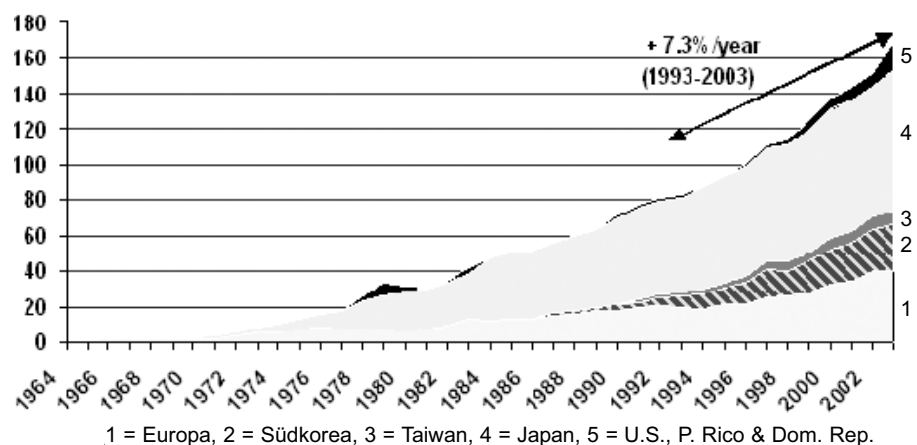
Die Frage nach der Notwendigkeit des Regulierens begründet sich im Wesentlichen durch zwei Punkte:

Erstens ist die Erdgasindustrie netz- bzw. leitungsgebunden, weshalb die Verteilung und der Ferntransport ein natürliches Monopol darstellen. Zwar wäre im Ferntransport eine gewisse Konkurrenz möglich, jedoch ist diese durch große Eintrittsbarrieren in Form von "sunk costs" stark limitiert. Insbesondere bei der Verteilung wäre weder eine Duplikation des Netzes mit den folgenden Überschusskapazitäten zum Vorteil der Volkswirtschaft noch das Betreiben des Netzes von einer Vielzahl von kleinen Unternehmen, da die Betreiber nur unzureichend von potentiellen Skaleneffekten profitieren könnten. Würde nun aber ein unreguliertes Unternehmen das Netz betreiben, könnte es aufgrund fehlender Alternativen zur Durchleitung monopolistische Preise verlangen. Allgemein sind solche Netzinvestitionen durch hohe "sunk costs" sowie sehr niedrige variable Kosten gekennzeichnet.

Zweitens zwingt die wettbewerbsfeindliche Struktur des EU-Erdgasmarktes, welche vor der Marktöffnung vorherrschte, zum regulatorischen Eingriff. In einer Vielzahl der

den Markt für den Wettbewerb zu öffnen, wobei weder der historische Betreiber ("incumbent") wirtschaftlich zerstört werden soll noch Marktneulinge chancenlos sein sollten. Ohne zumindest eine teilweise Zerschlagung des historischen Betreibers bzw. intensiven Eingriffen des Regulators bleibt die unausgewogene Marktstruktur bestehen. Da in Deutschland die Erdgasindustrie nach dem Krieg nicht nur durch ein einziges Unternehmen, sondern durch eine Vielzahl von Unternehmen mit regionalen Gebietsmonopolen aufgebaut wurde, war die Ausgangssituation, trotz der starken Konzentration in den letzten Jahren, ausgeglichener. In Frankreich hingegen, wo alleine Gaz de France den Import Ende 2004 im Bereich von 90 bis 100 % dominierte [9], ist es deutlich schwieriger, eine ausgeglichene Marktstruktur zu schaffen ohne die Struktur des Unternehmens zu beeinflussen. Diese Marktmacht von Gaz de France, das den kritischen Import-Bereich in der Supply Chain besetzt, führt dazu, dass im Prinzip fast alle potentiellen Wettbewerber darauf angewiesen sind, ihr Erdgas vom histori-

▼ **Abbildung 3: Entwicklung des weltweiten LNG-Marktes nach Regionen (in Milliarden m³) [8]**



Mitgliedsstaaten wurde nach dem zweiten Weltkrieg die Erdgasindustrie mit dem Verweis auf seinen strategischen Charakter verstaatlicht, so dass diese meist durch ein einziges vertikal integriertes Unternehmen organisiert wurde. Dieses übernahm alle Elemente der Supply Chain innerhalb des Landes von der Produktion und den Import über den Transport bis zum Handel mit dem Endverbraucher. Im Zuge der Liberalisierung des Sektors fällt es folglich schwer,

schon Betreiber zu erwerben, egal ob sie bereits in einem anderen Land in der Erdgasindustrie aktiv oder Neulinge sind. Ende 2004 gab es unter den sechs größten Verbraucherstaaten (UK, DE, IT, FR, NL, ES) nur einen Staat, das Vereinigte Königreich, in welchem der Anteil der drei größten Unternehmen im Großhandelsmarkt kumuliert nicht über 60 % des Marktes betrug. Zu erwähnen sind hier allerdings die verschärften Mittel zu welchen der britische Regula-

tor im Zuge der Liberalisierung griff. Da das Land auch bedeutender Produktionsstaat ist, wurde der ehemalige Monopolist British Gas in drei wesentlich neue Unternehmen aufgeteilt: Jeweils ein privates Unternehmen für Produktion und Verteilung und ein staatliches Unternehmen für die Betreibung des Netzes (Transport). Mit zusätzlichen Auflagen des Regulators, durch welche das Unternehmen gehindert wurde, weitere Langfristlieferverträge abzuschließen, erhielten Wettbewerber überhaupt die Möglichkeit, Erdgas auf dem Markt zu erwerben und zu vertreiben. Durch diese Vorgehensweise kann heute zumindest im britischen Markt von einem funktionierenden Wettbewerb gesprochen werden. Spanien folgte in den letzten Jahren dem britischen Modell in Bezug auf diese "gas release programs" (Aufhebung von Langfristlieferverträgen) und konnte somit erreichen, dass der Marktanteil des historischen Betreibers auf 43 % sank [10].

Die Regulatoren des Erdgasmarktes

Spricht man von den Regulatoren des europäischen Erdgasmarktes, so sind diese im Wesentlichen Sektor- und Wettbewerbsregulatoren, welche auf europäischer und nationaler Ebene existieren. Sie müssen organisatorisch nicht voneinander getrennt sein, sind jedoch auf europäischer Ebene getrennt in der Europäischen Kommission angesiedelt: In der GD³ Energie und Transport beziehungsweise in der GD Wettbewerb. Die Marktöffnungsrichtlinie für den Erdgasmarkt verpflichtete die Mitgliedsstaaten

³ GD = General-Direktion. Die Europäische Kommission ist untergliedert in 37 Generaldirektionen und Dienste. Die GD Energie und Transport untersteht dem Kommissar Jacques Barrot für den Bereich Transport und Andris Piebalgs für den Bereich Energie. Die GD Wettbewerb untersteht der zu Beginn erwähnten Kommissarin Neelie Kroes.

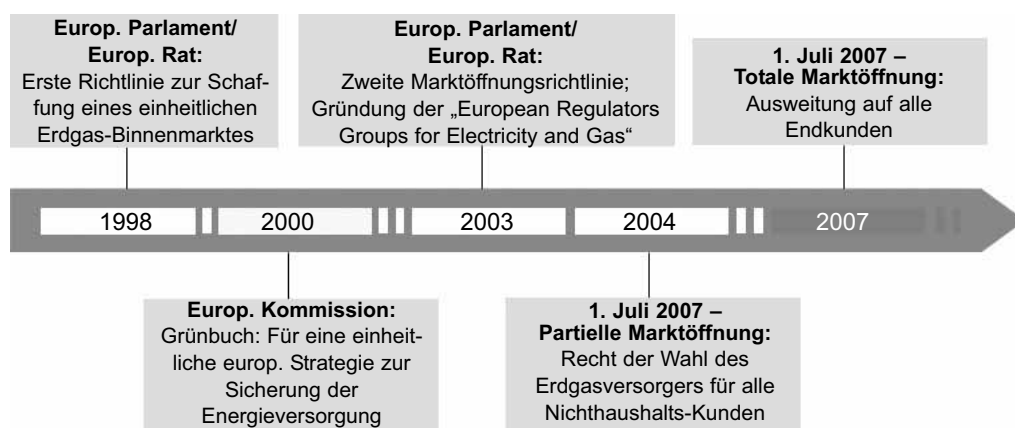
schließlich verbindlich dazu, auch auf nationaler Ebene entsprechende Regulatoren, welche zusammen die "European Regulators Groups for Electricity and Gas" bilden, zu bestimmen. Das Problematische dabei ist nun, dass zwar auf europäischer Ebene versucht wird, einen einheitlichen Binnenmarkt zu erzeugen, diese Ansicht aber teilweise von den Mitgliedstaaten nicht mit dem gleichen Enthusiasmus geteilt wird. Während Großbritannien bereits 1982 begann, den einheimischen Erdgasmarkt schrittweise zum Wettbewerb zu überführen, hinkt beispielsweise Frankreich mit den Fristen der Umsetzung der europäischen

heitliche europäische Strategie für den Energiebezug veröffentlicht und einen Ausblick auf den angestrebten "Energie-Mix" der EU darlegte. Abbildung 4 veranschaulicht den zeitlichen Fahrplan der Öffnung des europäischen Erdgasmarktes. Die neue europäische Richtlinie von 2003 sieht im Wesentlichen vier Punkte vor:

(1) Eine graduelle Öffnung des Marktes, ausgehend vom 1. Juli 2004, für zunächst Großkunden bis zum 1. Juli 2007, ab wann spätestens alle Privathaushalte ihren Zulieferer wählen dürfen.

(2) Einen nichtdiskriminierenden Zugang von Dritten zum Ferntransport- und Verteilungsnetzwerk auf Basis ex-ante regulierter Zugangsentgelte oder einer geprüften Me-

▼ Abbildung 4: Zeitlicher Fahrplan der EU zur Marktöffnung



Richtlinien in nationales Recht regelmäßig hinterher.

Die Gesetzgebung

Die erste europäische Richtlinie, welche den Grundstein für die Marktöffnung und damit den entscheidenden Schritt zur Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes legte, wurde 1998 vom Europäischen Parlament und dem Europäischen Rat erlassen. Aufgrund der schleppenden Marktöffnung für Erdgas in den folgenden Jahren wurde 2003 eine Novellierung, welche die Vorhandene komplett ersetzte, verabschiedet, und einige Punkte restriktiver handhabte (die sogenannte "Beschleunigungsrichtlinie") [11, 12]. Um der kritischen Thematik der Versorgungssicherheit in Zeiten steigender Importabhängigkeiten Rechnung zu tragen, wurde ferner im Jahre 2000 ein Grünbuch veröffentlicht, welches eine ein-

thodologie zur Bestimmung von Zugangsentgelten. Die bis zur zweiten Richtlinie existierende Wahlmöglichkeit der Mitgliedsstaaten zwischen reguliertem und verhandelbarem Netzzugang wurde ausschließlich auf einen regulierten Netzzugang beschränkt.

(3) Rechtliche Entflechtung des Transports bei vertikal integrierten Unternehmen in Form von rechtlich selbständigen Transport- und Verteilungsunternehmen. Eine Ausgliederung als Tochterunternehmen ist bisher ausreichend; eine unterschiedliche Eigentümerstruktur ist nicht gefordert.

(4) Die Bestimmung von Regulatoren auf nationaler Ebene, welche zur Aufgabe haben, den Wettbewerb innerhalb des nationalen Erdgasmarktes zu gewährleisten, nichtdiskriminierenden Netzzugang für Dritte zu überwachen und sich um den langfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Markt zu bemühen.

Anzumerken ist hier, dass die europäische Richtlinie jeweils nur die Mindeststandards, d.h. die spätesten Daten, vorgibt. Jeder Mitgliedsstaat kann für sich selbst entscheiden, ob er die Marktöffnung schneller vollziehen möchte. Allgemein gibt es eine Asymmetrie zwischen den EU-Mitgliedsstaaten, welche in der Liberalisierung des Erdgasmarktes aktiv voran schreiten, und denjenigen, die die Mindeststandards nur verspätet erfüllen. Zum 1. Juli 2004 haben 18 Mitgliedsstaaten die Marktöffnung für entsprechende Großverbraucher nicht fristgerecht umgesetzt, und bei sechs Mitgliedsstaaten wurde Klage vor dem Europä-

nie war die Aufhebung des deutschen Sonderweges, so dass fortan alleinig ein regulierter Netzzugang möglich war, welcher unter der Verantwortung der neu geschaffenen Bundesnetzagentur gestellt wurde. Interessant ist hier die Argumentation der Industrie, die selbstverständlich, wie auch bei den derzeitigen gerichtlichen Auseinandersetzungen um Erdgaspreisanhebungen in Deutschland, versucht, dem Regulator die angeblich nachteilige Lage der Industrie glaubhaft zu machen. Wie sich allerdings im Vergleich zu anderen europäischen Staaten zeigt, können durch eine Regulierung in diesem Bereich wesentliche

vorzuenthalten. Abgesehen vom Problem der Eigentümerstruktur tritt hier ein weiteres Manko der Gesetzgebung zu Tage. Zwar ist der diskriminierungsfreie Zugang zum Netz als solches in der Gesetzgebung festgeschrieben, doch ist die Ausgestaltung der einzelnen Punkte des Zugangs noch weit von einer Harmonisierung entfernt. Die wichtigsten Punkte, welche hier erwähnt werden sollten, sind die Ausgestaltung des Netzzugangsregimes und die Mechanismen zu Vermeidung von Kapazitätsshortung (Zweitkapazität).

Das Netzzugangsregime regelt, auf welcher Grundlage das Entgelt für die Benut-



ischen Gerichtshof eingeleitet [13]. Hier zeigt sich die große Schwäche in der Effizienz der Marktöffnung, denn wenn die Nationalstaaten, bewusst oder unbewusst, einheitliche Standards verschleppen, wird ein einheitlicher Binnenmarkt nur schwer erreicht werden. Problematisch ist in diesem Sinne auch die Haltung von Staaten wie Frankreich, welche den heimischen Markt nur so weit wie absolut nötig öffnen, bei denen aber der eigene historische Betreiber im Ausland auf Expansionskurs geht; dieses Verhalten zeigt sich auch in anderen Sektoren wie Elektrizität oder Post.

► Bezüglich Punkt 2 ist zu erwähnen, dass Deutschland vor der neuen Richtlinie 2003 als einziger Mitgliedsstaat die Option des verhandelten Netzzugangs im Rahmen einer "Verbändevereinbarung" umsetzte. Die Industrie hatte somit selbst die Möglichkeit, die Problematik des Netzzugangs zu lösen, was allerdings im europäischen Vergleich zum Nachteil der Verbraucher geschah: Im Vergleich der Netzzugangspreise lag Deutschland im europäischen Spitzenfeld. Eine Konsequenz für die neue Richtli-

Preisreduktionen durchgesetzt werden, ohne dass die Industrie dadurch Schaden nimmt.

► Bezüglich Punkt 3 sind die Niederlande und das Vereinigte Königreich in der Liberalisierung der EU-Gesetzgebung weit voraus. Diese Länder haben entschieden, mit der Entflechtung der vertikal integrierten Unternehmen auch die Entflechtung von Transport- und Verteilungsunternehmen in Form von rechtlich eigenständigen Unternehmen mit unterschiedlicher Eigentümerstruktur durchzusetzen. In beiden Fällen wurde das neu geschaffene Unternehmen unter staatliche Eigentümerstruktur gestellt. Das Ergebnis beider Länder ist ein nationales Netzunternehmen, welches darauf abzielt, die maximal mögliche Kapazität der Infrastruktur zu veräußern. In den anderen Ländern ist die Betreibung des Netzes innerhalb vertikal integrierter Unternehmen angesiedelt, wo die Netzsparte - ob rechtlich selbständig oder nicht - den Interessen der Holding unterliegt und es somit für den betreibenden Konzern profitabler sein kann, den Wettbewerbern verfügbare Kapazität

zung von Netzteilen abgerechnet wird. Dies kann unter anderem pauschal ("entry-exit"), d.h. unabhängig der Distanz zwischen Einspeise- und Ausspeiseort, oder entfernungsabhängig ausgestaltet sein. Spanien beispielsweise verlangt noch immer ein entfernungsabhängiges Entgelt, obwohl sich in den meisten Ländern ein Konsensus für das "entry-exit" Regime durchgesetzt hat. Des weiteren gibt es in jedem Land unterschiedliche Regelungen bzgl. des Problems, dass die gebuchte Kapazität (Erstkapazität) zum gebuchten Zeitpunkt nicht genutzt wird. Frankreich, die Niederlande und Spanien wenden hier ein striktes "use-it-or-lose-it" Prinzip an, bei welchem die freie Kapazität (Zweitkapazität) erneut frei gegeben wird. Italien hingegen wendet ein "pro rata" Prinzip an, in welchem andere Anbieter gemäß ihrer sonst gebuchten Kapazität an der freien partizipieren dürfen. Natürlich ist es gerade für in den Markt neu eintretende Firmen entscheidend, auch Kapazität zu erlangen. Da für die Erstkapazität auch Langfristverträge abgeschlossen werden, ist es somit wichtig, dass diese Erdgas nicht nur

kaufen können, sondern auch Durchleitungsmöglichkeiten haben. Die Liste läße sich noch weiter fortsetzen, wobei die entscheidenden Punkte darin liegen, dass die Zugangsmodalitäten in Europa (a) einheitlich, (b) transparent für alle Marktteilnehmer und (c) insbesondere ohne Markteintrittsbarrieren für neue Unternehmen gestaltet werden.

► Bezüglich des vierten und letzten Punktes, der Schaffung der nationalen Regulatoren, gilt anzumerken, dass Zuständigkeitsbereiche zwischen der europäischen und der nationalen Ebene klarer abgegrenzt werden müssen. Problematisch ist dies hinsichtlich der Entscheidungen bei grenzüberschreitenden Fusionen und Akquisitionen, bei welchen die nationalen Behörden immer noch die erste Instanz darstellen, die Unternehmen allerdings bei der Europäischen Kommission Beschwerde einlegen können. Im Folgenden werden die Konzentrations-tendenzen ausführlicher beschrieben, bei welchen die nationalen Regulatoren in jüngster Vergangenheit auch zum nationalen Protektionismus neigten, der wohl mit einem europäischen Binnenmarkt nicht zu vereinbaren ist (siehe den unten beschriebenen Fall von ENEL und SUEZ).

Konzentrationstendenzen

Da die Erdgasindustrie unter anderem aufgrund der vorherrschenden Skaleneffekte sowie der Synergieeffekte zwischen Elektrizität und Erdgas zur einer starken Konzentration neigt, spielte sich nach der Marktöffnung, insbesondere in Deutschland, aufgrund der regionalen Gebietsmonopole eine Welle von Fusionen und Akquisitionen ab. In Deutschland führte dies zur Bildung von im Wesentlichen zwei Großunternehmen, E-ON und RWE, welche zwei der drei europäischen "Multiutilities" darstellen und Elektrizität und Erdgas aus einer Hand anbieten. Dies sind auch die beiden deutschen Unternehmen, welche dank ihrer Marktkapitalisierung und Absatzvolumen eine entscheidende Rolle im europäischen Übernahmekampf spielen könnten. RWE integriert darüber hinaus, wie auch der franz. Konzern SUEZ, die Sparten Wasser- und Abfallentsorgung, welche RWE allerdings nach einem angekündigten Strategiewechsel

durch einen Börsengang der Wassersparte Thames Water veräußern möchte. Offensichtlich sind Synergien zwischen Wasser und Elektrizität/ Erdgas weniger ausschlaggebend. Kurz- und mittelfristig wird eine weitere Konzentration zwischen Unternehmen der Elektrizitäts- und Erdgasindustrie erwartet wird.

Im aktuellen Übernahmebeispiel, bei welchem ENEL das französische Multiutility-Unternehmen SUEZ übernehmen wollte, setzte die französische Regierung zum Kunstgriff an, so dass SUEZ und Gaz de France (GdF) in Zukunft ein einheitliches fusioniertes Unternehmen bilden, welches klar den französischen Erdgasmarkt dominiert. Dadurch, dass GdF bisher staatlich war - im Gegensatz zu SUEZ, welches einen free-float von ca. 92 % hat - wird der free-float des neuen Konzerns natürlich derart niedriger sein, dass eine Übernahme-wahrscheinlichkeit zusammen mit der wesentlich größeren Marktkapitalisierung sehr unwahrscheinlich wird. Des Weiteren hat die französische Regierung aber nun die Möglichkeit, durch diese Fusion das Unternehmen GdF in private Trägerschaft zu überführen und somit die hitzigen Debatten der Privatisierung von GdF in der französischen Politik zu umgehen. Das oben erwähnte Beispiel zeigt jedoch, dass der Bildung eines einheitlichen europäischen Binnenmarktes mit protektionistischen Eingriffen auf nationaler Ebene nicht gedient werden kann. Ein weiteres Beispiel ist der Übernahmeversuch vom spanischen Erdgasversorger ENDESA durch E-ON, wobei ein Wettstreit mit dem katalanischen Erdgasversorger Gas Natural entstand. Im Gegensatz zu dem französischen Fall ist hier allerdings noch keine endgültige Entscheidung gefallen, und die spanische Regierung versucht momentan, einen rein spanischen nationalen Champion zu schmieden. Inwiefern national protektionistische Ziele gegenüber den Zielen eines freien Wettbewerbs überwiegen werden, bleibt bis zu einer endgültigen Entscheidung abzuwarten.

Das Verhalten der Akteure

Allgemein ist jedoch sichtbar, dass sich die Akteure mit der Öffnung des Marktes nicht

mehr alleinig auf ihren einheimischen Markt verlassen können. Durch die Eintrittsbarrieren bleibt aber der Markt von solchen Unternehmen, welche entweder in der Erdgas- oder der Elektrizitätsindustrie in einem Mitgliedsstaat als historischer Betreiber operieren, dominiert. Darüber hinaus gewinnen die integrierten Öl- und Erdgasproduzenten weiter an strategischer Macht, was in den Medien weniger sichtbar ist. Dies ist jedoch wesentlich entscheidender, da sich die EU-Erdgasindustrie im Prinzip vom Import abwärts in der Supply Chain bewegt und es nun die auch außereuropäischen "Zulieferer" der Industrie sind, welche ihre Fühler in Richtung der Verbraucherstaaten ausstrecken. Der russische und gleichzeitig mit Abstand weltgrößte Erdgasproduzent Gazprom ist hierfür das beste Beispiel, da dieser strategisch versucht, in verschiedener Form in den großen EU-Mitgliedsstaaten an Marktanteil zu gewinnen. In Frankreich beispielsweise, wo der französische "national champion" GdF das Feld dominiert und gleichzeitig noch in staatlicher Hand ist, hat Gazprom dennoch angekündigt, im Handel 20 % zu erringen. Problematisch ist nun, dass einerseits GdF sein Erdgas mit einem signifikanten Anteil bei Gazprom kauft und gleichzeitig nun der Produzent abwärts der Supply Chain als direkter Konkurrent in Erscheinung tritt. Ähnlich ist es im Vereinigten Königreich, wo Gazprom direkt Anteile des größten britischen Versorgers Centrica erwerben wollte (allerdings unter Empörung der britischen Regierung). In Deutschland fand eine Art "Asset-Deal" zwischen Gazprom und BASF-Wintershall, dem einzigem großen deutschen Öl- und Erdgasproduzenten, statt: Wintershall erhält Zugang zu russischen Gasfeldern, gleichzeitig erhält Gazprom einen signifikanten Anteil an der Wintershall-Vertriebs-tochter Wingas.

Andere Beispiele wären zum Beispiel der amerikanische Gigant ExxonMobil, welcher nun in Frankreich LNG-Landeterminals bauen möchte und somit GdF von seinem strategischen Posten, der Beherrschung des Imports, verdrängt. Generell ist momentan eine Entwicklung zu verzeichnen, in welchem sich die integrierten Öl- und Erdgasproduzenten weiter abwärts der Supply Chain zum Kunden entwickeln, wobei die diese Sparte von Unternehmen drei Vortei-

le gegenüber den europäischen "national champions" in Elektrizität und Erdgas besitzen: (1) Sie sind zumeist wesentlich größer in der Marktkapitalisierung und könnten somit leichter europäische Firmen erwerben, (2) sie sind entweder Giganten an der Börse, d.h. faktisch nicht aufkaufbar, oder unter staatlicher Kontrolle und (3) sie besitzen die Kontrolle über die Gasfelder und haben dank ihrer höheren Konzentration im Vergleich zur europäischen Erdgasindustrie einen großen Verhandlungsvorteil.

Konsequenz

Gerade in Anbetracht der oben beschriebenen Entwicklung ist es wichtig, dass durch grenzüberschreitende Fusionen und Akquisitionen innerhalb der EU geeignete Gegengewichte im Bereich der Versorgung von Elektrizität und Erdgas, welche den scheinbar übermächtigen integrierten und multinationalen oder staatlich kontrollierten Öl- und Erdgasproduzenten gegenüberstehen, entstehen. Da Akteure auf rein nationaler Ebene zu klein sind, müssen sich somit paneuropäische Akteure bilden. Damit jedoch ein ausgeglichener europäischer Binnenmarkt entstehen kann, würde es auf europäischer Ebene sinnvoller für den Wettbewerb sein, grenzüberschreitende Fusionen und Akquisitionen zu unterstützen, aber gleichzeitig von regulatorischer Seite zu versuchen, durch "gas release programs" den Marktanteil im Heimatland zu verringern und dadurch eine Balance in der Marktstruktur zu schaffen.

Direkte Verbesserungspunkte der momentanen europäischen Regulierung wären eine Entflechtung von Transport- und Verteilungsunternehmen auf Basis getrennter Eigentümerstruktur nach dem Beispiel der Niederlande und des Vereinigten Königreichs, um auch in der Realität der Forderung nach einem nichtdiskriminierenden Netzzugang Dritter Rechnung zu tragen. Die wichtigste Frage ist wohl die nach dem Umgang mit den Produzenten und den eventuell dahinterstehenden Eigentümerstaaten, da solch multinational operierende vertikal integrierte Unternehmen vom Erdgasfeld bis zum Kunden durch ihre Macht den Wettbewerb enorm verzerren könnten und nichtproduzierende Unternehmen we-

nig Chance hätten. Eine theoretische Möglichkeit wäre die Entflechtung von Produzenten und Handelsunternehmen, was partiell natürlich auf großen Widerstand seitens der Industrie stoßen würde. Zumindest ist klar, dass in Zukunft die Intensität der Regulierung in einigen Punkten eher zunehmen als abnehmen wird, um dem Wettbewerb im Erdgasmarkt überhaupt eine Chance zu geben. ■

Literatur :

- [1] Handelsblatt: EU durchsucht Gasversorger, Leitartikel vom 18.05.2006.
- [2] BP (2005): Statistical Review of World Energy 2005.
- [3] European Commission, DG Energy and Transport (2003): EU-15 Energy and Transport Outlook to 2030, January 2003.
- [4] IEA - International Energy Agency (2005): World Energy Outlook 2004.
- [5] Cayrade P. (2003): Investments in gas pipelines and LNG infrastructure - Which impact on supply security, An address to the Workshop on Insuring against Disruptions of Energy Supply, Amsterdam.
- [6] Julius Bär (2005): Liquefied Natural Gas (LNG), Special Topic, Global Equity Research, 15 July 2005 sowie Global Insight.
- [7] Deutsche Bank (2004): Energy prospects after the petroleum age, Current Issues, Deutsche Bank Research, December 2004.
- [8] Cedigaz (2003): The 2003 natural gas year in review, Cedigaz Statistics.
- [9] European Commission, DG Competition (2006): Energy Security Inquiry, Draft Preliminary Report, Non-confidential Version, 16 February 2006.
- [10] European Commission (2005): Commission of the European Communities, Commission Staff Working Document, Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex to the Report from the Commission to the Council and the European Parliament, SEC(2005)XXX.
- [11] Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas.
- [12] Directive 2003/55/EC of the European Parliament and the of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas.
- [13] European Commission, DG Energy and Transport (2005): Press Release, IP/05/1421, Energy: Member States must do more to open markets; competition injury identifies serious malfunctions, 15 November 2005.

Karlsruher Transfer

Chefredaktion Volker Schmitt

Layout Viktor Pana-Schubert
Bastian Schwark
Martin Wagener

Redaktion Bastian Schwark
Martin Wagener

Herausgeber fuks e.V.

Druck Stork Druckerei GmbH
Industriestraße 30
76646 Bruchsal
www.storkdruck.de

Auflage 2500 Exemplare

Bezug Der Karlsruher Transfer erscheint einmal pro Semester. Er kann kostenlos von Interessenten bezogen werden.

ISSN 0937-0803

Anschrift Karlsruher Transfer
fuks e.V.
Waldhornstraße 27
76131 Karlsruhe
Tel.: 0721/608-3078
Fax: 0721/379824
transfer@fuks.org
www.fuks.org

Namentlich gekennzeichnete Artikel geben nicht unbedingt die Meinung der Redaktion wider. Die veröffentlichten Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Vervielfältigungen jeglicher Art nur mit Genehmigung der Redaktion und der Autoren.